

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1760 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m1760)(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		11.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		15.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2021

### ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ 18.06.2021 Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1760 метров на газовом месторождении (Самарская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Самарской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b>                (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b>                (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки)</li> </ul>

	скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • <b>Выбор буровой установки.</b> • <b>Применение циркуляционных переводников</b>
<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Технология строительства скважин «рыбий хвост»	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич		18.03.2021

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Технология строительства скважин «рыбий хвост»	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта – 380 000 тыс руб.; В реализации проекта задействованы 30 человек: Бурильщики, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, лаборант, мастер буровой, инженер по бурению, помощник мастера бурового.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Надбавка за вахтовый метод работы 16%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12 792 руб
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	Расчет затрат времени по видам работ.
2. Линейный календарный график выполнения работ	Отражается состав и количество рабочих буровой бригады, а так же график работы.
3. Расчёт заработной платы	Расчёт оплаты труда исполнителей
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины, а так же технико-экономических показателей и Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Тамара Григорьевна	Кандидат экономических наук, доцент		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич		18.03.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич

<b>Школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 1760 метров на газовом месторождении (Самарская область).</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной скважины глубиной 1760 метров на газовом месторождении (Самарская область). Буровая площадка.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда.</li> <li>- СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</li> <li>- ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.</li> <li>- ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.</li> <li>- ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.</li> <li>- ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.</li> <li>- ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта.</li> <li>- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</li> <li>- СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.</li> <li>- ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.</li> <li>- СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе</li> <li>- Повышенные уровни шума</li> <li>- Повышенные уровни вибрации</li> <li>- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны</li> <li>- Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами</li> <li>- Поражения электрическим током</li> <li>- Пожаровзрывоопасность</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- лесные пожары;</li> <li>- ГНВП; - возгорание ГСМ;</li> <li>- разрушение буровой установки.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нефтегазоводопроявление.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
--	------------



**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б72Т	Булаев Роман Сергеевич		18.03.2021

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы без учета приложений, 10 рисунков, 45 таблицы, 43 литературных источника, 3 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 1760 метров на газовом месторождении (Самарской область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1760 метров на газовом месторождении (Самарской области).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Проанализировать использования технологии бурения скважин «рыбий хвост».
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## **Определения, обозначения, сокращения**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

**газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

## Оглавление

Введение.....	15
1 Горно-геологические условия бурения скважины .....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	16
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений .....	16
2 Технологическая часть проекта.....	18
2.1 Проектирование конструкции скважины .....	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	22
2.2 Проектирование процессов углубления скважины .....	23
2.2.1 Выбор способа бурения.....	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	24
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота .....	25
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	28
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	29
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	36
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	39
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	39
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	39
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	43
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	44

2.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования .....	44
2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	47
2.4 Выбор буровой установки .....	50
3 Технология строительства скважин «рыбий хвост».....	51
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	58
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	58
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	58
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	60
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	61
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	61
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	61
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	63
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	64
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	64
4.2 Линейный календарный график выполнения работ .....	65
4.3 Расчёт заработной платы .....	66
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	68
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины .....	68
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей .....	69
5 Социальная ответственность .....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	72
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	72
5.2 Производственная безопасность.....	74
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	74
5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе .....	74
5.2.1.2 Превышение уровней шума .....	75

5.2.1.3 Превышение уровней вибрации .....	76
5.2.1.4 Недостаточная освещенность .....	76
5.2.1.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	77
5.2.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми .....	78
5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.	79
5.3 Экологическая безопасность.....	81
5.3.1 Атмосфера.....	81
5.3.2 Гидросфера .....	82
5.3.3 Литосфера .....	83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
Заключение .....	87
Список использованных источников .....	89
Приложение А .....	93
Приложение Б .....	99
Приложение В.....	105

## **Введение**

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные горизонты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Газовый пласт имеет высокое давление насыщения.

Как и в других месторождениях проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1760 метров на газовом месторождении (Самарская области) с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использование технологии строительства скважин «рыбий хвост».

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

## 1 Горно-геологические условия бурения скважины

### 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

### 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Эквивалент градиента давления						Температура
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		
			10-2 МПа/м		10-2 МПа/м		10-2 МПа/м		оС
			от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,94	-



Продолжение таблицы 1

N2	15	138	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,94	7
K1ap	138	233	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	11,2
J2-J3	233	436	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	17,2
C3g	436	613	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	23,3
C2mc	613	741	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	27,3
C2pd	741	876	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	34,5
C2ks	876	988	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	36,4
C2vr	988	1142	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	39
C2mk	1142	1208	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	39,3
C1s	1208	1478	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	41,9
C1tl	1478	1505	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	49,3
C1bb	1505	1526	1,06	1,06	1,10	1,10	2,18	2,18	49,9
C1up	1526	1555	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	50,7
C1ml	1555	1560	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	51,1
D3dn	1560	1600	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D3lb	1600	1669	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D3el	1669	1744	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D2ar	1744	1760	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	58,3
D2vb	1760	1789	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	59

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал		Тип коллектора	Плотность кг/м <sup>3</sup> (для газа – относи- тельная по воздуху)	Свобо- дный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление насыще- ния, МПа	Относи- тся ли к источни- кам водосна- бжения
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
D <sub>2</sub> <sup>ar</sup> IVb	1751	1756	Поровый	750	35	8,6	–
Газоносность							
C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>	1513	1516	Поровый	0,628	70000	–	–
D <sub>2</sub> <sup>ar</sup> IVb	1750	1751	Поровый	0,710	70000	–	–

2 Технологическая часть проекта

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

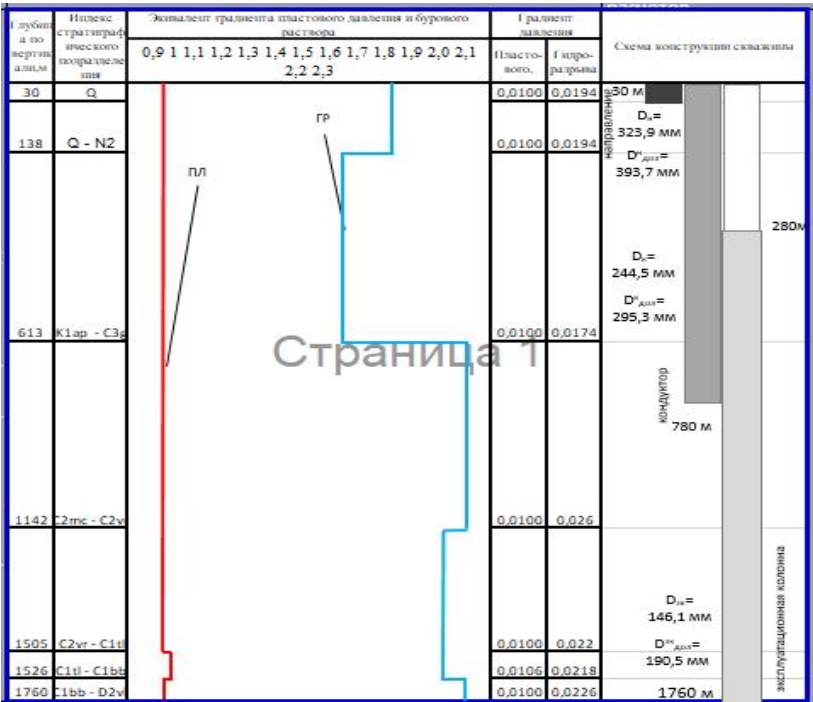


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

### 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов) на 10 м. Так как в скважине 15 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 30 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	C1bb	D2ar lvb
Глубина кровли продуктивного пласта, м (Лкр)	1513	1750
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м (Гпл)	0,100	0,100
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м (Ггрп)	0,226	0,226
Относительная плотность газа по воздуху, (у=)	0,65	0,75
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Рпл)	151,3	175
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Ргр)	155,94	176,28
Основание натурального логарифма (es)	1,05	1,08
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Рпл / es)	143,42	162,72
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Лконд min)	690	780
Требуемый запас	1,09	1,08
Принимаемая глубина, м	780	

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (таблица 3), кондуктор спускается на 780 м, чтобы перекрыть интервалы залегания глин

(приложение А, таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины).

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываются еще 10 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 1760 м.

#### **2.1.4 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 780 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 1480 м.

#### **2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх.

##### **Эксплуатационная колонна.**

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы, узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где,  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 166 мм;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 186 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен (в сторону увеличения рассчитанного значения) 190,5 мм.

### Кондуктор

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле

$$D_{\text{к вн}} = 204,5 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 269,5 \text{ мм.}$$

Для бурение участка кондуктора подходит долото диаметра 295,3 мм.

### Направление

Внутренний диаметр направление рассчитывается по формуле.

$$D_{\text{н вн}} = 305,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 40 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 363,9 \text{ мм.}$$

Для бурение участка направления подходит долото диаметра 393,7 мм.

## 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонны, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Таблица 4 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	9,94
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	9,03
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	3,60
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	8,21
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	17,69
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	grad $P_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	820
Ускорение свободного падения	g	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1751
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	8,6
Основание натурального логарифма	e	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,05
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,75
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	621,60

Далее необходимо заполнить таблицу данными для газовых скважин, так как имеется газовый пропласт.

Таблица 5 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по газовому пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	16,60	18,59
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	15,09	16,90
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	13,72	15,36

## Продолжение таблицы 5

Степень основания натурального логарифма	$s$	0,10	0,13
Основание натурального логарифма	$e$	2,70	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,65	0,75
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1513	1750
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	15,13	17,5
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки скважины будет выше, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное:  $P_{оп} = 18,59$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-146х245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80х35.

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-780	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
780-1551	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1751-1760	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонны выбираем долота - PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0-30	30-780	780-1751	1751-1760
Шифр долота		БТ6919SMA-015(393,7мм)	БТ6919SMA-083(295,3мм)	БТ7716МА-015(190,5)	БИТ 190,5/100 В 613
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	МС	МС+С	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-162
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	7 1/2 reg
Длина, м		0,46	0,33	0,27	0,2
Масса, кг		163	80	30	25
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10	2-5
	Предельная	18	16	12	5
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-120	60-120
	Предельная	600	400	120	120

### 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:



1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-30	30-780	780-1751	1751-1760
Исходные данные				
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	39,37	29,53	19,05	19,05
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	18	16	12	8
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{доп}$ )	14,4	12,8	9,6	6,4
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	12	12	9	5

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

## 2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м	0-30	30-780	780-1751	1751-1760
Исходные данные				
Скорость, м/с ( $V_d$ )	3,4	2	2	3
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин ( $n_1$ )	165	129	201	100
Статическая частота вращения, об/мин ( $n_{стат}$ )	40-60	100-160	140-200	20-40

## Продолжение таблицы 9

Проектируемая частота вращения, об/мин ( $n_{\text{проект}}$ )	60	140	170	100
--	----	-----	-----	-----

В интервале бурения под направления, кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки, т.к. бурение ведется долотами PDC.

### 2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-30	30-780	780-1760
Исходные данные			
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя ( $K$ )	0,55	0,4	0,3
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,3	1,2	1,1
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,10	0,10
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	40	30
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ( $d_{max}$ )	0,3239	0,2445	0,1461
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0119	0,0095	0,007
Число насадок ( $n$ )	6	9	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmin}$ )	0,5	0,5	0,1
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmax}$ )	1,3	1,3	1,3

Продолжение таблицы 10

Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )		0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )		1,182	1,129	1,07
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )		2,23	2,263	2,59
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q <sub>1</sub>	67	27	9
	Q <sub>2</sub>	87	49	20
	Q <sub>3</sub>	55	28	16
	Q <sub>4</sub>	42	50	25
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с		55-87	28-50	9-26
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с		70	50	26

где, Q<sub>1</sub> – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины; Q<sub>2</sub> – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность; Q<sub>3</sub> – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов; Q<sub>4</sub> – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 50 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 26 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

## 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		30-780	780-1751
Исходные данные			
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,2953	0,1905
	мм	295,3	190,5
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )		80	80
Расчетный коэффициент, $H^*_{м}/кН$ ( $Q$ )		1,5	1,5
Результаты проектирования			
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )		236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ ( $M_p$ )		4496	2246
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ ( $M_o$ )		148	95
Удельный момент долота, $H^*_{м}/кН$ ( $M_{уд}$ )		37	24

Для интервала бурения 30-780 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240 РС с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172 РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, $кН^*м$	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240 РС	30-780	240	9,14	2450	30-75	105-270	11,8	53-275
ДРУ2-172 РС	780-1751	172	8,81	1587	19-38	125-250	19,6	146-412

## 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.4.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-30 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,46	–	0,163	0,163	–	–	–
	УБТС1	229,0	100,0	–	–	–	8	0,273	2,184	2,347	–	–	–
	УБТС	203,0	100,0	–	–	–	12	0,214	2,568	4,915	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	7	0,031	0,219	5,134	>10	22,19	>10

### Продолжение таблицы 13

Кондуктор													
30-780 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,33	–	0,080	0,080	–	–	–
	Калибратор	295,0	–	–	–	–	0,9	–	0,114	0,194	–	–	–
	Двигатель	240,0	80,0	–	–	–	9,14	–	2,450	2,644	–	–	–
	УБТС	203,0	100,0	–	–	–	24	0,214	5,136	7,780			
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	48	0,156	7,488	15,268	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	698,53	0,031	21,81	37,078	1,98	4,05	2,63
Эксплуатационная колонна													
780-1751 Бурение КНБК №5	Долото	190,5	–	–	–	–	0,3	–	0,027	0,027	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,9	–	0,058	0,085	–	–	–
	Двигатель	172,0	80,0	–	–	–	8,81	–	1,587	1,672	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0				42	0,156	6,552	8,224			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1667	0,031	51,677	59,901	2,89	2,29	3,37
1751-1760 Отбор керна КНБК №4	Долото	190,5	–	–	–	–	0,21	–	0,030	0,030	–	–	–
	КИ	172,0	–	–	–	–	14	–	0,700	0,730	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	24	0,156	3744	4,474	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1721,7	0,031	53,373	57,847	2,51	2,60	1,79

### 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right] \quad (2)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P<sub>пл</sub> – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок

скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭК
Минимальная репрессия, %	10	5 или 10	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	5,5-8

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	1182	1129	1070

### Интервал под направление

При бурении интервала под направление 0-30 м в песчанистых суглинках возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

При бурении интервала суглинистых отложений для предотвращения осыпей и обвалов горных пород и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 120-140 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение

вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 16.  
Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотдачи	110
Баритовый концентрат КБ-3	Утяжелители	Регулирование плотности	125
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,5
БСР	понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,18
Условная вязкость, с	100-180
Содержание песка, %	< 1

### Интервалы под кондуктор

Породы, слагающие интервалы под кондуктор по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так



как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбураиваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор применяется полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	110

Продолжение таблицы 18

Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125
БСР	понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
КМЦ	Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	2

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,13
Условная вязкость, с	120-180
Пластическая вязкость, сПз	20-35
ДНС, дПа	50-120
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-70/50-200
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	≤12
рН	8-9
Содержание песка, %	≤ 3

**Интервал под эксплуатационную колонну:**

Для бурения интервала 780-1760м под эксплуатационную колонну рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный

состав полимер-глинистого бурового раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	Осаждение ионов Ca <sup>++</sup>	0,5
Карбонат кальция 10мкр, Карбонат кальция 40мкр	Кольматант	Регулирование плотности, кольматация каналов	40
Seurvey D1	структурообразователь	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	1
Seurvey FL	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	2
Ксантановая смола	Регулятор реологии	Регулятор реологических свойств	1
Биолуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Тесил	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,5
Atren-bio	Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	110

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические показатели полимер-глинистого бурового раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07
Условная вязкость, с	25-35
Пластическая вязкость, сПз	< 20

## Продолжение таблицы 21

ДНС, дПа	40-60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/25-5
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-8
рН	7-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.5.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.6.

### 2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	30	Бурение	0,581	0,06	Периферийная	6	12	107,7	591,3
Под кондуктор									
30	780	Бурение	0,701	0,078	Периферийная	9	9,5	83,9	251,2
Под эксплуатационную колонну									
780	1760	Бурение	1,046	0,089	Периферийная	8	6	112,7	204,8

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	Бурение	УНБТ-750	2	0,9	180	155,7	85	135	36,55	73,1
30	780	Бурение	УНБТ-750	2	0,9	160	197,1	85	125	26,76	53,52
780	1760	Бурение	УНБТ-750	1	0,9	150	225	85	135	25,5	25,5

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	Бурение	95	80,9	0	3,9	0,2	10
30	780	Бурение	172,7	46,9	64,5	43,5	7,7	10
780	1760	Бурение	192,8	80,3	57	22,8	25,6	7

### 2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 1751-1760 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1751-1760	КИ 7.1. 172/100	2-5	60-120	18-25

## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	750	Глубина скважины, м	1760

Продолжение таблицы 26

Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	280	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	340
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_d$ , м	1173,3

### Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38, 41, 42].

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2,3 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

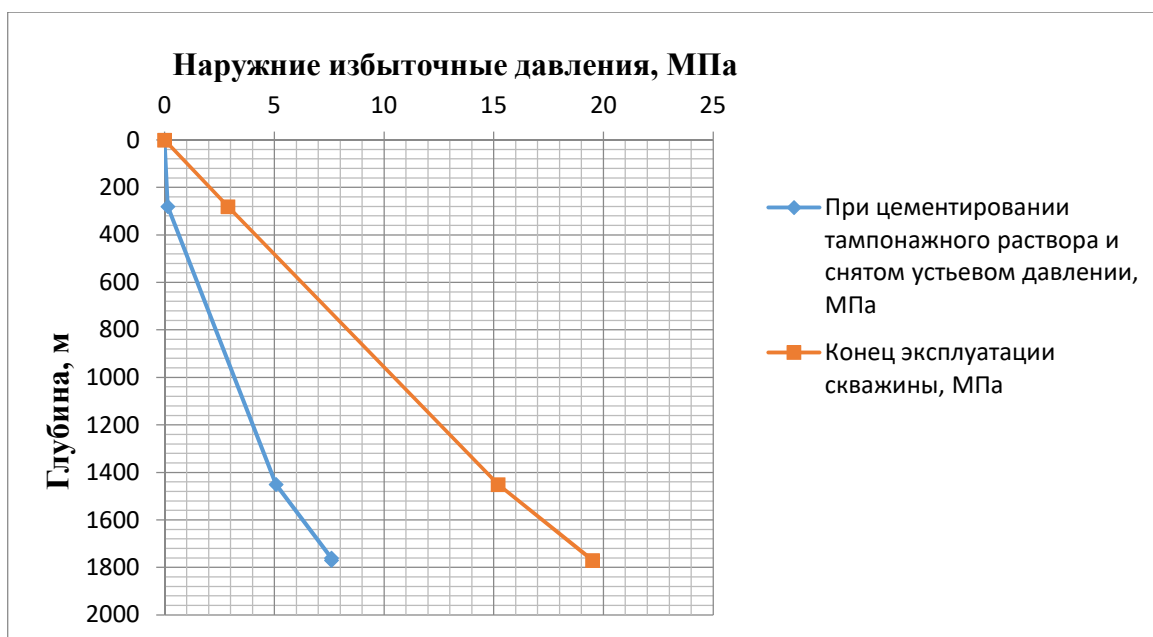


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны



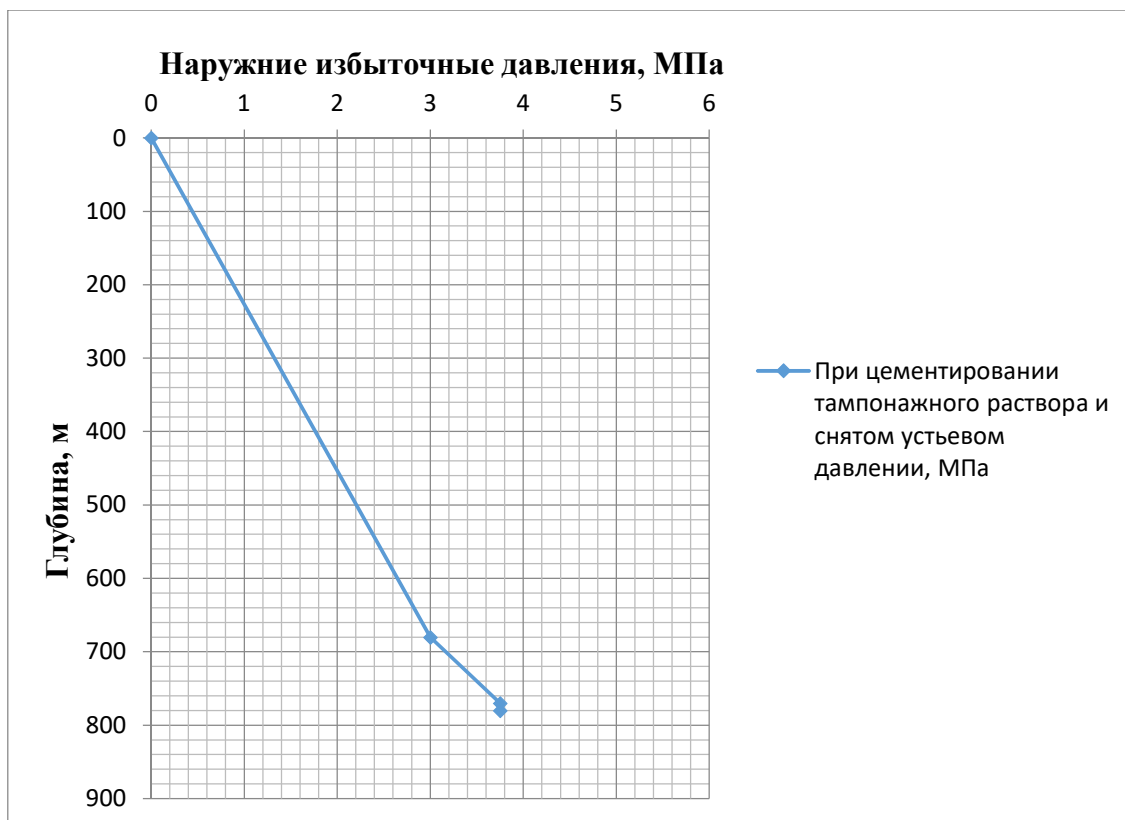


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [42].

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (3)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4,5.

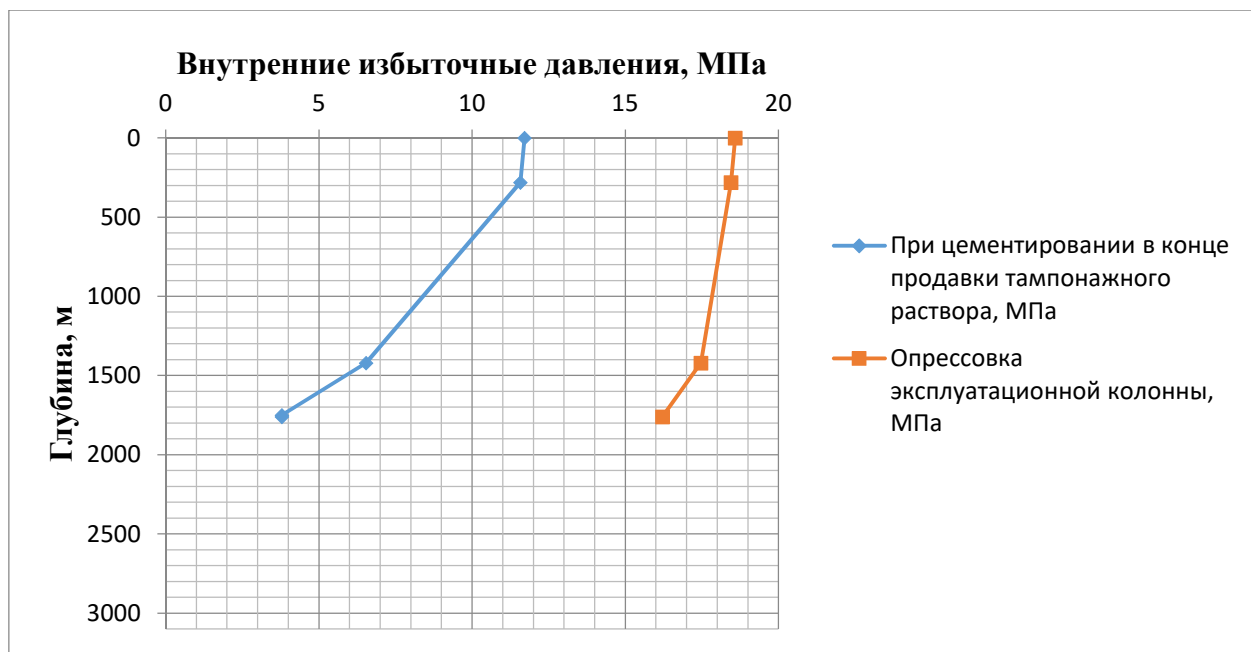


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений

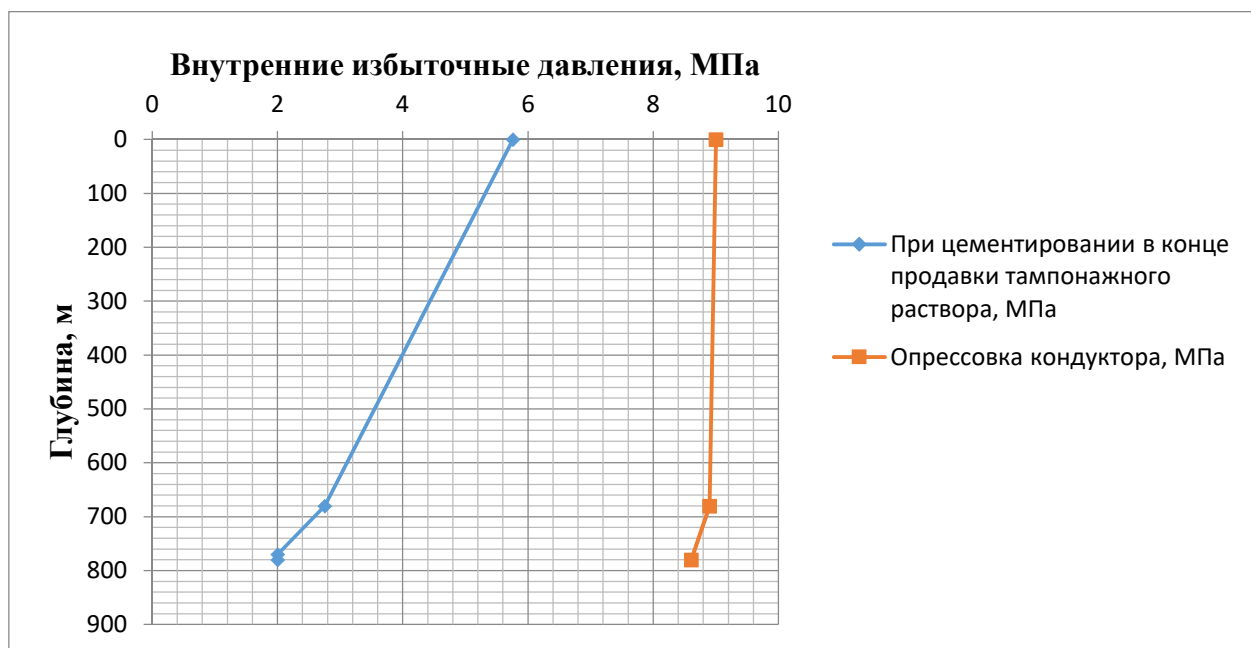


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	67,2	2016	2016	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	780	47,2	36816	36816	0-1780
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	297	26,5	7870,5	40934,3	1760-1463
2	ОТТМ	Д	6,5	1463	22,6	33063,8		1463-0

### 2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировки эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324мм	БКМ-324	30	30	1	1
	ЦКОДМ -324	20	20	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	30	3	3
	ПРП-Ц-324	20	20	1	1

Продолжение таблицы 28

Кондуктор, 245мм	БКМ-245	780	780	1	1
	ЦКОДМ -245	770	770	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	780	23	23
	ПРП-Ц-245	770	770	1	1
Эксплуатационная, 168мм	БКМ-146	1760	1760	1	1
	ЦКОДМ -146	1750	1750	1	1
	ЦПЦ-146/190	0	780	16	41
		780	1760	25	
	ЦТ-146/190	780	780	7	7
	ПРП-Ц-В 146	1750	1750	1	1
	ПРП-Ц-Н 146	1760	1760	1	1

### 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирование скважины

#### Обоснование способа цементирование

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$2,288 + 25,271 \leq 0,95 * 39,001$$

$$27,559 \leq 37,056.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, т
Буферная жидкость	8,39	1050	1,68	МБП-СМ	0,118
			6,71	МБП-МВ	0,101
Продавочная жидкость	24,92	1000	-	-	-
Облегченный тампонажный раствор	25,9	1450	17,9	ПЦТ-III-ОБ(4-6)-100	22,1
				НТФ	1,166
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,87	1850	4,02	ПЦТ-II-100	7,45
				НТФ	0,264

### 2.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (5)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 11,71/0,8=14,64$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{сyx} / G_6, \quad (6)$$

$G_6$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

В случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

- Для цемента нормальной плотности  
 $m_2 = 7,45 / 13 = 0,573$  (требуется один цементовоз)

- Для облегченного  
 $m_2 = 22,1 / 10 = 2,21$  (требуется три цементовоза)

$V_B = 17,9 + 4,02 = 21,92 > 10 \text{ м}^3$  следовательно применяем 2 УСО-20.

ЦА-320 берем бшт., по одному на каждую УС-6-30 и по 2 на каждую УСО-20.

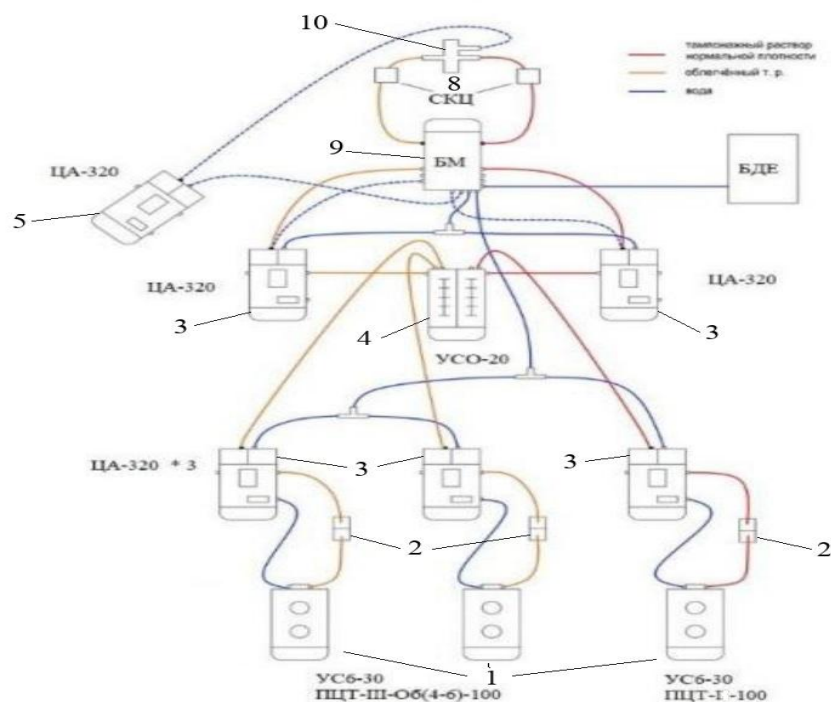


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;  
 3 – цементеровочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;  
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия;  
 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;  
 10 – устье скважины

## 2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта.
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).
- Оценка коллекторских свойств пласта.

### Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 1.

$$\rho_{ж.г.1} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 15130000}{9,8 \cdot 1513} = 1071 \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

$$\rho_{ж.г.2} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 17500000}{9,8 \cdot 1750} = 1071 \text{ кг/м}^3, \quad (8)$$

$$\rho_{ж.г.3} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 17690000}{9,8 \cdot 1751} = 1060 \text{ кг/м}^3, \quad (9)$$

$k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно

превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ).

где,  $P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле.

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внэк.} = 2 \cdot 24,33 = 48,66 \text{ м}^3 \quad (10)$$

где,  $V_{внэк.}$  – внутренний объем ЭК, м<sup>3</sup>,

### **Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов**

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 30 внесены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.



Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
8	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73У	20	Один спуск (максимальная длина перфоратора 150м)

### Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **ИПТ-127**.

### Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются

количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

## 2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка МБУ 3200/200 ДЭР			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	56,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 56,3$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	40,9	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 37,2$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	73,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/73,2 = 2,73 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### 3 Технология строительства скважин «рыбий хвост»

В 90-е годы с помощью усовершенствований, большее количество многозабойных скважин позволили бурить и заканчивать строительством.

Несколько схем существуют расположения МСГС в продуктивном пласте, представляют собой:

- дренирующую одиночную скважину;
- боковые ответвления, которые представляют собой веер в горизонтальной плоскости или располагаются по вертикали друг над другом;
- две горизонтальные скважины, которые расходятся в разные стороны от основного ствола

Углеводороды смешиваются и поднимаются по одной или отдельной колонне труб. Высокотехнологическое оборудование используемое для закачки в скважину, можно контролировать и регулировать из боковых стволов, исходящие потоки.

Схема расположений скважин в эксплуатационном объекте зависит от сложности сочленений с главным стволом, от требований, предъявляемых к заканчиванию скважин. Изменяется риск от скважинного оборудования, связанный с бурением и вскрытием эксплуатационного объекта.

Наиболее эффективное применение горизонтально-разветвленных скважин (ГРС):

- подпирающими, значительной мощности, пропластками известняков (доломитов) с вертикальной трещиноватостью в залежах с высоконапорными пластовыми водами;
- неглубокозалегающей тяжелой нефти, в залежи маломощной;
- в залежи с низкой проницаемостью.

Наиболее эффективно разбуривание песчаников с большей площадью, пластов-коллекторов малой мощности, труднодоступных линзовых пропластков и тонкослоистых пластов.

### **Основные цели строительства многоствольных скважин:**

- за счет увеличения площади дренирования продуктивных пластов путем бурения дополнительных стволов, повышается добыча нефти;
- за счет снижения стоимости бурения транспортного ствола, подготовительных работ и обустройства скважины, уменьшаются удельные капитальные вложения;
- за счет снижения стоимости обслуживания скважины, уменьшаются удельные эксплуатационные затраты.

Экономически выгодно бурить многоствольные горизонтальные скважины, так как снижается стоимость разработки месторождения и общие капитальные затраты. Также уменьшаются потребности в оборудовании: устьевом, платформенных водоотделяющих колонных и подводном, для вскрытия пластов, что приводит к оптимизации использования бурового выреза у морских буровых платформ или донных опорных плит, и снижению затрат. Использование многоствольных горизонтальных скважин на суше позволяет работать на буровых площадках меньших размеров и уменьшить неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

### **Актуальность бурения МСС. Горизонтально-разветвленные скважины (ГРС)**

Крупные остаточные запасы углеводородов, находятся на месторождениях нефти и газа в России. Применение несовершенной сетки разбуривания, приводит к тому, что зона дренирования будет недостаточной плотной, в результате большая часть запасов углеводородов останется в продуктивном пласте.

В России компании-недропользователи применяют нетрадиционные способы бурения и заканчивания скважин.

Причинами низкого коэффициента извлечения может являться не только геолого-физические факторы, но и технологические:

- несовременное оборудование;
- не подходящая технология бурения и окончания скважин;
- низкокачественная методика разбуривания месторождения;
- расширение зоны фильтрации;
- необыкновенные горно-геологические условия.

**Многоствольная скважина (МСС)** - скважина, состоящая из одного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом находится выше вскрываемых горизонтов.

**Многозабойная скважина (МЗС)** - скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов. По схеме заканчивания ГРС делятся на шесть уровней сложности, сложность возрастает с возрастанием уровня.

### **Основные этапы строительства МСС**

1. Подбор и проектирование технологии.
2. Бурение основного и транспортного ствола.
3. Строительство дополнительных стволов.
4. Освоение.

## Строительство дополнительных стволов

1. Глушение основного ствола.

2. Отсечение нижнего ствола скважины установкой мостовой пробки.

Подготовка ствола скважины - очистка стенок обсадной колонны, и проработка интервалов установки вырезающей компоновки с помощью скребка СКМ. Проработка полноразмерным фрезом диаметром 150,5 мм на стальных бурильных трубах. Для спуска и установки пакера ПМ-140 - гидравлическая компоновка ГУК-112.

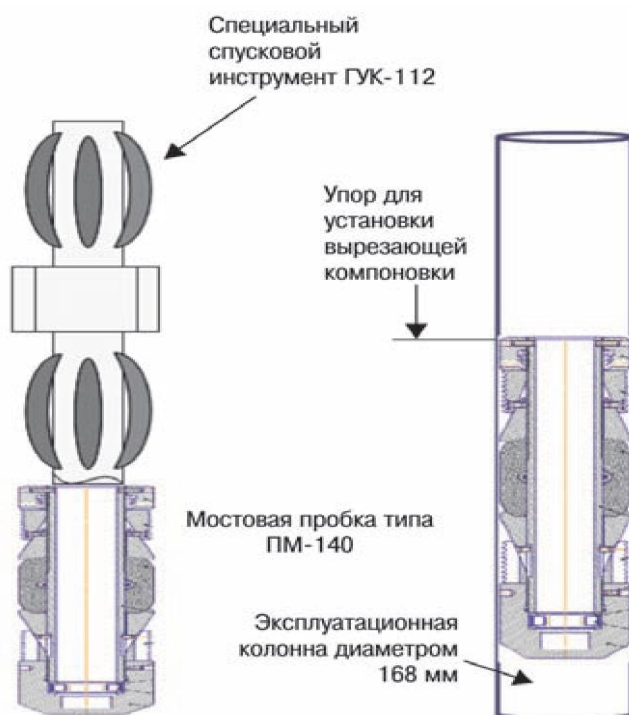


Рисунок 7 – Схема технических средств для отсечения основного ствола

3. Подготовка колонны для установки извлекаемых клиньев-отклонителей скрепированием.

4. Ориентированная установка клина-отклонителя типа Window Master, вырезание окна и инженерное сопровождение телеметрической проводки

дополнительных (нижнего и верхнего) стволов МСС согласно проектной траектории.

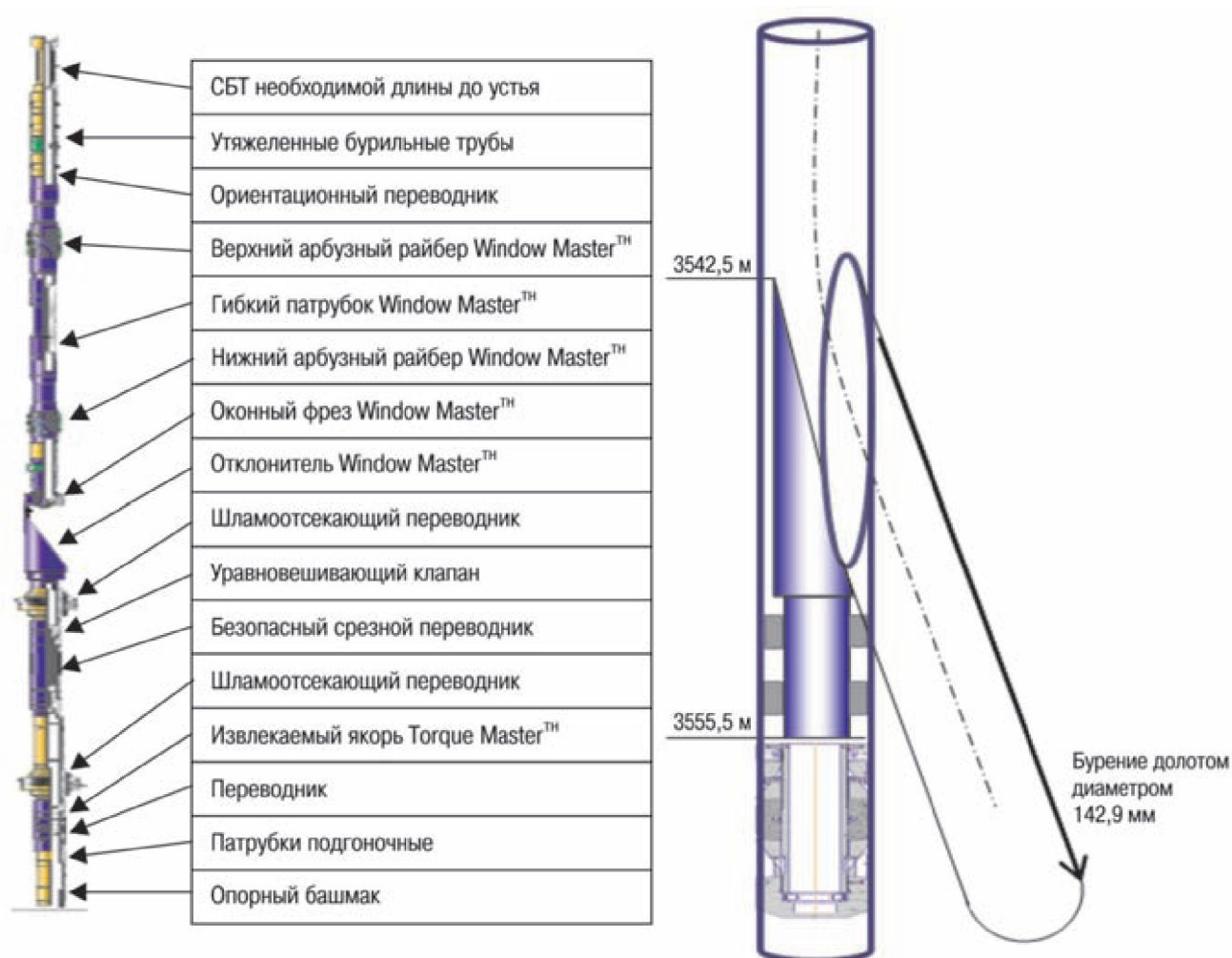


Рисунок 8 – Схема технических средств для вырезания окна

5. Извлечение клина-отклонителя Window Master после бурения каждого дополнительного ствола с помощью захватных устройств. Проводится зацепление клина за специальное отверстие. Натяжением инструмента клин извлекается.

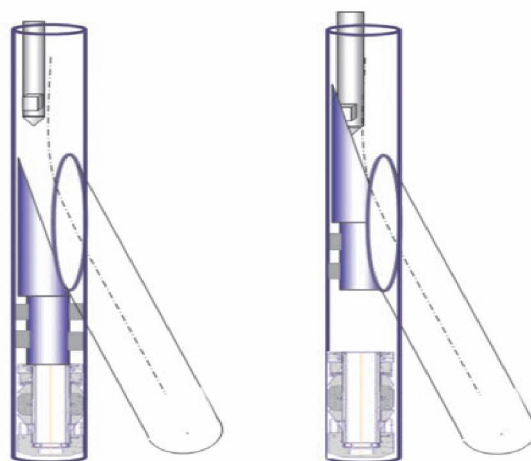


Рисунок 9 – Схема извлечения клина-отклонитель

6. Обеспечение прохода в основной ствол разбуhrиванием мостовых пробок.

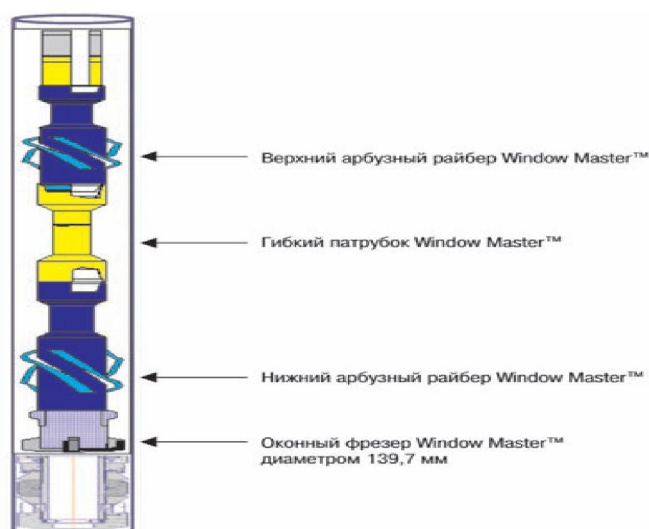


Рисунок 10 – Компоновка для разбуhrивания мостовой пробки.

### Освоение стволов МСС

После окончания бурения дополнительного ствола, скважину заполняют очищенным буровым раствором. Испытания пласта на продуктивность проводят после строительства дополнительных стволов.

После окончания строительства дополнительных стволов, нет возможности обеспечить селективный доступ в каждый ствол и в то же время промыть стволы от бурового раствора.



Реализация варианта освоения МСС селективной обработкой верхних боковых стволов с помощью применения технологии ЗАО «Химеко – Ганг», является замещение продуктов реакции гелем путем закачивания кислотного раствора, селективной обработкой верхних боковых стволов.

В заключении можно сказать, что эффективно применять технологию строительства МСС на всех месторождениях, поскольку после освоения получены результаты о достижении высоких показателей: средний дебит нефти скважин с одним стволом составлял 90-100 т/сут, МСС - 200 т/сут.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин**

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	1760
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393.7 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 295.3 мм на глубину 780 м
- эксплуатационная колонна	d 190,5 мм на глубину 1760 м
Буровая установка	МБУ 3200/200 ДЭР
Оснастка талевой системы	5*6
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-750 – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30 м	73,1
- в интервале 30-780 м	53,52
- в интервале 780-1760 м	25,5
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 9 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-780 м	ДРУ-240 РС.5/6.41
- в интервале 780-1760 м	ВЗД ДГР-178М.6/7.57
- при отборе керна	БИТ 190,5/100 В 613
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

#### **4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение**

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Самарская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,027	700
2	30	780	750	0,032	6000
3	780	1760	980	0,036	1950

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (11)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 * 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,027	0,81
750	0,032	24
980	0,036	35,28
Итого		60,09

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$ . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (12)$$

где  $\Pi$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 30 / 700 = 0,043.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 35.

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
30	700	0,043
750	6000	0,125
980	1950	0,5
Итого на скважину		1,68

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (13)$$

где  $n_{СПО}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

#### **4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад и составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление:  $3 * 1 = 3$  мин;
- кондуктор:  $23 * 1 = 23$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $41 * 1 = 41$  мин.

#### **4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 8 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч.

#### **4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;

- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле:

$$L_c = L_n - L_n, \quad (14)$$

где  $L_n$  – глубина направления, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 0,3 = 29,7 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (15)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 17 = 13 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (16)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 0,52 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 780 - 10 = 770 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 770 - 17 = 753 \text{ м;}$$

$$N = 753 / 25 = 30,12 \approx 31 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 31 * 2 + 5 = 67 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 1760 - 10 = 1750 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1750 - 17 = 1733 \text{ м;}$$

$$N = 1733 / 25 = 69,32 \approx 70 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 70 * 2 + 5 = 145 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 67 + 145 + 4 * (7 + 17 + 42) = 483 \text{ мин} = 8,05 \text{ ч}$$

#### 4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее

фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,51 ч.

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 141,8 часов или 5,9 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 5,3 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$141,8 * 0,053 = 7,51 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 141,8 + 7,51 + 25 = 174,31 \text{ ч} = 7,27 \text{ суток}$$



## 4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 36.

Таблица 36 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	2
Бурильщик 7 разряда (руководитель вахты)	4
Бурильщик 7 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда (первый)	4
Помощник бурильщика 5 разряда (второй)	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	4
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 38:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

### 4.3 Расчёт заработной платы

К оплате труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера.

При проведении операций по бурению скважины присутствуют Бурильщик, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, и лаборант, а так же ответственный за проведение работ мастер буровых работ. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 12 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районного коэффициента и премии за работу в районах крайнего севера в Самарской области, нет.

Надбавку за вахтовый метод работы в размере и порядке, установленными законодательством или (при отсутствии установленных законодательством) коллективным, трудовым договором, локальным актом работодателя;

-районный коэффициент и процентные надбавки к заработной плате лицам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов ( в порядке и размерах, установленных для соответствующих районов/местностей); согласно статье 302 ТК РФ

Пример расчета заработной платы при оплате оклада:

$$O + П + НВМ = ЗП, \quad (17)$$

где, О – оклад, руб;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

### Отчисления на социальное страхование

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$СС = ЗП_{общ} \times 30\% \quad (18)$$

где, СС – отчисление для социального страхования;

ЗП<sub>общ</sub> – общая сумма заработной платы.

Расчет заработной платы и отчисления для социального страхования можно свести в таблицу 38.

Таблица 38 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Месячная тарифная ставка, руб.	Премия	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.	Отчисления для социального страхования, руб.
Буровой мастер	1	72000	50400	11520	133920	40176
Помощник бурового мастера	1	69900	118830	11184	199914	59974,2
Инженер по бурению	2	48000	81600	7680	274560	82368
Бурильщик 7 разряда (руководитель вахты)	4	57942	98501,4	9270,72	662856	198857
Бурильщик 7 разряда	4	55080	93636	8812,8	630115	189035
Помощник бурильщика 5 разряда (первый)	4	43200	73440	6912	494208	148262
Помощник бурильщика 5 разряда (второй)	4	43200	73440	6912	494208	148262
Электромонтёр 6 разряда	4	50220	85374	8035,2	574517	172355
Слесарь 6 разряда	4	50220	85374	8035,2	574517	172355
Лаборант	2	23220	39474	3715,2	132818	39845,5
<b>ИТОГО</b>		512982	800069	82077,1	4171634	1251490

## 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (19)$$

где  $T_n$  – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (20)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года,

$t_{пр}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направлене	0,54	0,81	0,034
Кондуктор	21,12	24	1
Эксплуатационная колонна	49,78	35,28	1,47
Крепление:			
Направлене	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	34,07	1,41
Эксплуатационная колонна	54,33	52,76	2,19
Итого	269,38	168,76	7,014

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

#### 4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (21)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{спо}}), \quad (22)$$

где  $T_{\text{спо}}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (23)$$

где  $T_h$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м;

$$h_d = H / n, \quad (24)$$

где  $n$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (25)$$

где  $C_{clm}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1760
Продолжительность бурения, сут.	2,51
Механическая скорость, м/ч	29,32
Рейсовая скорость, м/ч	25,43
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	17737

Продолжение таблицы 40

Проходка на долото, м	586,7
Стоимость одного метра, руб	95762

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [11]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве [12]. Для Самарской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95

### **Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».**

1. В первой части данной работы мы рассчитали затраченное время на такие операции как: нормативное времени на механическое бурение; нормативное время на установку центрирующих фонарей; нормативное время ожидания затвердевания цемента; нормативное время на разбуривание цементной пробки; нормативное время на геофизические работы, затраты на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

2. Во второй части данной работы представлен-линейный календарный график выполнения работ. В нём отображены состав и количество работников буровой бригады, а так же определён график работы данной бригады.

3. В третьей части была рассчитана заработная плата сотрудников и управляющих буровой. Определены и рассчитаны такие пункты как:

- надбавка за вахтовый метод работы(16%);
- месячный оклад;
- премия сотрудникам(70%);
- надбавка за вахтовый метод работы(16%);
- месячная зарплата буровой бригады.

4. В четвёртой части работы был произведён расчёт полной сметной стоимости работ по строительству данной скважины, который составляет:

- общая стоимость с учетом коэффициента удорожания  $k=215,95$  по отношению к ценам 1985 года составляет 393 493 077 тыс.руб.;
- заработная плата составит 4171634 тыс.руб.;
- НДС 20 % равен 78 698 615 тыс.руб.;

Общие затраты с учётом НДС составят: 472 191 692 тыс.руб

## **5 Социальная ответственность**

Производственные объекты нефтяной промышленности являются одними из самых опасных видов деятельности. В первую очередь это связано с тем что производство представляет опасность для здоровья человека, а также представляет опасность для окружающей среды. Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где нарушение любого технологического процесса может привести к нарушениям экологической обстановки, поэтому большое внимание уделяется вопросам безопасности.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ.

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.2000 N 162.



Более того, согласно статье 147 Трудового Кодекса РФ, работникам с подклассом вредных условий труда полагается повышение оплаты труда. Минимальный размер составляет не менее 4% от оклада или тарифной ставки.

Для рабочих, занятых в бурении, длительность рабочей смены составляет 12 часов. В подобных условиях используются особые 2-бригадные графики, которые могут чередоваться каждые 12 часов. В силу того, что места сооружения скважин труднодоступны, применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, или 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

На площадке, предназначенной для буровой установки, не должно быть посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 метров, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 метров.

В зависимости от типа применяемого оборудования определяется размер рабочей площадки, с целью обеспечения свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также предусмотреть минимум затрат для проведения рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

Если буровая установка находится вблизи отвесных склонов, то размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 метров).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) Разрешена установка ПЭС мощностью до 125 кВт в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника должны устанавливаться ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 метров. Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах.

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов**

#### **5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [14]. Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные

щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$ . Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов.

Таблица 41 – Условия приостановки работы.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

### 5.2.1.2 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [17]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] и ГОСТ 12.1.029-80 [11] соответственно.

Таблица 42 – Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

### **5.2.1.3 Превышение уровней вибрации**

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций.

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 42.

Таблица 43 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

### **5.2.1.4 Недостаточная освещенность**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [42].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение

должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Нормы освещенности

Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100
Превенторная установка	75
Путь движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

#### **5.2.1.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие

требования безопасности» [43]. Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 45 – Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4
Азота окислы (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	NO+NO <sub>2</sub>	0,00025	5
Акролеин	CH <sub>2</sub> -CH-C-OH	—	0,7
Альдегид масляный	—	—	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	—	—	5
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	—	—	300
Формальдегид	CH <sub>2</sub> O	—	300
Ангидрид сернистый	SO <sub>2</sub>	0,00035	10

#### 5.2.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных

заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей, одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей.

Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а манжеты рукавов плотно прилегать к руке. Ворот рубашки и брюки должны иметь застёжки типа «молния», под которую не может заползти клещ. На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке.

Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики.

## **5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды**

### **Пожаробезопасность**

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки

должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования



Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[4,14].

### **5.3 Экологическая безопасность**

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды [16].

#### **5.3.1 Атмосфера**

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки

призбойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [22].

### **5.3.2 Гидросфера**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

Для защиты грунтовых вод следует выполнение следующих мероприятий:

- сокращение объемов отработанного бурового раствора за счет применения циркуляционной системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Циркуляционная система очистки раствора от шлама четырех ступенчатая: вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга;
- для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения;
- применение непроницаемого накопителя для сбора отходов бурения.

### 5.3.3 Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [23].

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- возгорание ГСМ;
- разрушение буровой установки.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно флюидопроявление, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО,
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает, вымыв флюида (процесс удаления из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым БР).

### **Вывод по разделу**

Полученные и проанализированные результаты данного раздела имеют практическую значимость, так как их можно применять в развитии регулирования механизма социально-трудовых отношений, а также для создания безопасной и благоприятной атмосферы на производстве в процессе выполнения трудовых функций рабочими.

Применение на производстве полученных результатов позволит предотвратить возникновение травматизма рабочего персонала, позволит соблюдать микроклимат на рабочем месте, повысит уровень знаний в области производственной, экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## **Заключение**

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1760 м на газовом месторождении (Самарская область). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн. В связи с высокими пластовыми давлениями проектируется спуск технической колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление, кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями при бурении под данные интервалы был спроектирован бентонитовый буровой раствор. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован полимер-глинистый буровой раствор, который в связи с добавлением полимеров эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки двух секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Е. В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах ИПТ127.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-21-146х245 К1 ХЛ, ОП5-230/80х35, АФ6-80/65х35.

Для проведения работ выбрана буровая установка МБУ 3200/200 ДЭР, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Более подробно рассмотрено применение технологии бурения на обсадных трубах при строительстве нефтяных и газовых скважин. Анализ применения разных производителей позволил выявить их положительные и отрицательные стороны, а также выделить наиболее эффективные модификации.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.



## Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».
5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm).
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

13. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

14. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

23. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

26. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

28. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

29. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

30. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

31. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

32. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

33. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

34. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

35. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

36. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».
39. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
40. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
41. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

## Приложение А

### Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, градус		Коэффициент кавернозности в интервале (линейный)
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	15	Квартер	Q	Углы падения на крылья 5-6°		0
15	138	Плиоцен	N <sub>2</sub>	-"-	-"-	1.3
138	233	Аптский	K <sub>1</sub> <sup>ap</sup>	-"-	-"-	1.3
		Барремский	K <sub>1</sub> <sup>br</sup>	-"-	-"-	1.3
233	436	Юрские J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	-"-	-"-	1.3
436	613	Гжельский	C <sub>3</sub> <sup>g</sup>	-"-	-"-	1.2
613	1142	Московский	C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	-"-	-"-	1.2
1142	1208	Башкирский	C <sub>2</sub> <sup>mk</sup>	-"-	-"-	1.2
1208	1478	Серпуховский	C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	-"-	-"-	1.2
1478	1526	Визейский	C <sub>1</sub> <sup>tl</sup>	-"-	-"-	1.3
1526	1560	Турнейский	C <sub>1</sub> <sup>up</sup>	-"-	-"-	1.1
1560	1744	Фаменский	D <sub>3</sub> <sup>dn</sup>	-"-	-"-	1.1
1744	1789	Живетский	D <sub>2</sub> <sup>ar</sup>	-"-	-"-	1.1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	15	Суглинки	100	желтовато-бурые, песчанистые
N <sub>2</sub>	15	138	Глины	60	серые
			Пески	30	кварцевые, разномзернистые
			Песчаники	10	кварцевые, мелкозернистые
K <sub>1</sub> <sup>ap</sup>	138	233	Глины	70	темно-серые
			Пески	30	кварцевые, глауконитовые, местами глинистые
J <sub>2</sub> -J <sub>3</sub>	233	436	Глины	70	тёмно-серые, слюдистые
			Песчаники	30	кварцевые, мелкозернистые
C <sub>3</sub> <sup>g</sup>	436	613	Известняки	100	белые, мелко- и среднекристаллические, крепкие, доломитизированные, кавернозные и трещиноватые.
C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	613	741	Известняки	70	светло-серые, мелкокристаллические, трещиноватые
			Доломиты	30	мелкокристаллические, трещиноватые
C <sub>2</sub> <sup>pd</sup>	741	876	Известняки	100	серые, мелкокристаллические, местами окремненные, трещиноватые
C <sub>2</sub> <sup>ks</sup>	876	988	Известняки	100	серые, мелкокристаллические, местами окремненные, трещиноватые
C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	988	1142	Глины	80	зеленовато-серые, глинистые
			Известняки	10	светло-серые, плотные, глинистые
			Песчаники	10	кварцевые, глауконитовые
C <sub>2</sub> <sup>mk</sup>	1142	1208	Глины	100	серые, слюдистые, песчанистые, в нижней части известковистые
C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	1208	1478	Известняки	100	светло-серые, участками окремненные, в кровле кавернозные и закарстованные

Продолжение таблицы А2

C <sub>1</sub> <sup>tl</sup>	1478	1505	Глины	90	темно-серые, жирные
			Известняки	10	мелкокристаллические, плотные
C <sub>1</sub> <sup>bb</sup>	1505	1526	Песчаники	60	серые, мелкозернистые, кварцевые
			Глины	40	плотные
C <sub>1</sub> <sup>up</sup>	1526	1555	Известняки	70	буровато-серые, мелкокристаллические, прослоями доломитизированные
			Доломиты	20	мелкокристаллические
			Глины	10	плотные
C <sub>1</sub> <sup>ml</sup>	1555	1560	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D <sub>3</sub> <sup>dn</sup>	1560	1600	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D <sub>3</sub> <sup>lb</sup>	1600	1669	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D <sub>3</sub> <sup>el</sup>	1669	1744	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D <sub>2</sub> <sup>ar</sup>	1744	1760	Аргиллиты	60	серые, известковистые
			Известняки	15	мелкокристаллические
			Песчаники	25	серые, мелко- и среднезернистые
D <sub>2</sub> <sup>vb</sup>	1760	1789	Аргиллиты	60	серые, плотные
			Известняки	10	мелкокристаллические
			Песчаники	30	разнозернистые

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность кг/м <sup>3</sup> (для газа – относительная по воздуху)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
N-J	15	426	Поровый	1	20-165	–	Нет
C <sub>3</sub> g	540	90	Трещинный	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C <sub>2</sub> <sup>mc</sup>	680	730	Трещинный	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C <sub>2</sub> <sup>vr</sup>	988	1142	Поровый	1,08-1,1	39-65	–	Нет
C <sub>1</sub> <sup>s</sup>	1208	1478	Трещинный	1,09-1,1	15-20	–	Нет
C <sub>1</sub> <sup>tl-bb</sup>	1478	1526	Поровый	1,1-1,15	Н.д.	–	Нет
C <sub>1</sub> <sup>up</sup> –D <sub>3</sub>	1526	1744	Трещинный	1,11-1,16	До 40	–	Нет



Таблица А.4 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
$C_3^g$	438	460	Поглощение	Интенсивность – до полного, потеря циркуляции – да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
$C_3^g$	550	600		
$C_2^{mc}$	680	730		Интенсивность – частичное, потеря циркуляции – да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
$C_1^s$	1450	1460		
$D_3^{el}$	1670	1690		
$K_z-M_z$	0	436	Осыпи и обвалы	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче.
$C_2^{vr}$	988	1142		
$C_1^{tl-bb}$	1478	1526		
$D_2^{ar-vb}$	1744	1789		
$N_2+J_2+J_3$	15	436	Водопроявление	Перелив воды и увеличение водоотдачи. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодействия на пласт ниже пластового давления.
$C_3^g$	540	590		
$C_2^{mc}$	680	730		
$C_2^{vr}$	988	1142		
$C_1^s$	1208	1478		
$C_1^{tl-bb}$	1478	1516		
$C_1^{up}-D_3$	1526	1744		
$C_1^{bb}$	1513	1516	Газопроявление	Газовый фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодействия на пласт ниже пластового давления.
$D_2^{ar}$	1750	1751		
$D_2^{ar}$	1751	1756	Нефтепроявление	Нефтяной фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодействия на пласт ниже пластового давления.

Продолжение таблицы А.4

$K_z-M_z$	0	436	Прихватоопасность	Заклинивание, прихваты от обвалов и осыпей. Возникает при снижении давления на забое, отклонении параметров промывочной жидкости от рекомендованных, длительных остановках без движения инструмента.
$C_2^{vr}$	988	1142		
$C_1^{tl-bb}$	1478	1526		
$D_2^{ar-vb}$	1744	1789		

## Приложение Б

### Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0-30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–30 м)							
1	БТ6919SMA-015(393,7мм)	0,46	393,7	–	3-171	Ниппель	0,163
2	Переводник М-171/177	0,42	229	101	3-171	Муфта	0,256
					3-171	Муфта	
3	КЛС 390 М	1,1	390	100	3-171	Ниппель	0,411
					3-171	Муфта	
4	УБТС1-229	8	229	90	3-171	Ниппель	2,595
					3-171	Муфта	
5	УБТС-203	12	203	100	3-171	Ниппель	5,163
					3-171	Муфта	
6	БОКС-203	0,41	203	–	3-171	Ниппель	5,233
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-152/1571	0,52	203	122	3-171	Ниппель	5,3
					3-152	Муфта	
8	Переводник П-133/152	0,53	197	69	3-152	Ниппель	5,363
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,19	7	127	108,6	3-133	Ниппель	5,581
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-780 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30–780 м)							
1	БТ6919SMA-083(295,3мм)	0,4	295,3	–	3-152	Ниппель	0,08
2	Переводник М-152/152	0,517	197	122	3-152	Муфта	0,173
					3-152	Муфта	
3	К 295 МС	0,9	295	100	3-152	Ниппель	0,287
					3-152	Муфта	
4	Переводник Н-152/152	0,55	197	89	3-152	Ниппель	0,293
					3-152	Ниппель	
5	ДРУ-240 РС	9,14	240	–	3-152	Муфта	2,743
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан БОКС-203	0,41	203	–	3-171	Ниппель	2,813
					3-171	Муфта	
7	УБТС-203	24	203	100	3-171	Ниппель	7,947
					3-177	Муфта	
8	Переводник П-147/171	0,512	203	101	3-177	Ниппель	8,007
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178	48	178	80	3-147	Ниппель	15,495
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	15,558
					3-133	Муфта	
11	ПК-127х9,19	695	127	108,6	3-133	Ниппель	37,262
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (780-1751 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (780-1751 м)							
1	БТ7716МА-042(190,5мм)	0,27	190,5	—	3-117	Ниппель	0,03
2	Переводник М-117/117	0,355	140	78	3-117	Муфта	0,026
					3-117	Ниппель	
3	КС 189 СТ	0,45	172	79	3-117	Муфта	0,087
					3-117	Ниппель	
4	Переводник Н-117/117	0,525	140	58	3-117	Муфта	0,127
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-172РС	8,81	172	—	3-117	Муфта	1,714
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБК 178	0,58	178	—	3-147	Ниппель	1,719
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	42	178	80	3-147	Ниппель	8,271
					3-147	Муфта	
	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	8,334
					3-133	Муфта	
	ПК-127х9,19	1687	127	108,6	3-133	Ниппель	60,999
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1751-1760 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (1751–1760 м)							
1	БИТ 190,5/100 В 613	0,27	190,5	101,6	3-161	Муфта	0,03
2	КИ 7.1. 172/100	21	172	100	3-161	Ниппель	0,733
					3-161	Муфта	
3	Переводник П-147х161	0,5	203	80	3-133	Ниппель	0,737
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	4,481
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	4,517
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19	1724	127	108,6	3-133 3-133	Ниппель Муфта	58,331

Таблица Б.5 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	4,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=3,19$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1=9,74$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}}=18,22$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}}=8,68$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
30	780	750	295,3	309,3	1,3	68,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=7,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=46,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=73,7$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}}=199,6$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}}=8,68$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2=190,9$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
780	1760	980	190,5	225,5	1,2	55,02
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=5,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=24,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=4,88$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=61,03$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}}=151,4$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_3=151,4$

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
		Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	7,1	1	98,7	4	84	4	189,85	8
Глина ПБМБ	900 (мешок)	1564,2	2	21716,2	25	2520,9	3	25801,3	30
Кальцинированная сода	25 (мешок)	7,1	1	98,7	4	84	4	189,85	8
БСР	25 (мешок)	14,2	1	197,4	8			211,64	9
Концентрат барита	1000 (мешок)	2957,8	3	26849,1	27			41739,14	30
Seurvey FL	22,68 (мешок)					336,1	15	336,12	15
Seurvey D1	25 (мешок)					168,1	7	168,06	7
Карбонат кальция 10,40 мкр	1000 (мешок)					6722,4	7	6722,4	7
Ксантановая смола	25 (мешок)					168,1	7	168,06	7
Биолуб	185 (бочка)					756,3	5	756,27	5
Тесил	30 (канистра)					84,03	3	84,03	3
Atren-bio	30 (канистра)					84,03	3	84,03	3



## Приложение В

### Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-30	393,7	700	11	24	0-30	0,0121	0,242
II	30-780	295,3	6000	11	24	30-100	0,0122	0,976
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,264
						700-780	0,0159	1,37
III	780-1760	190,5	1950	12	32	780-800	0,0159	0,316
						800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	1,68
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1760	0,0233	1,44
						Итого		

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	79 581
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 059
3	1.3	Техническая рекультивация земель	11 963
Итого по подготовительным работам			93 603
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	180 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	10 371
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	14 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			207 944
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	127 275
9	3.2	Крепление скважины	144 718
Итого по бурению и креплению			271 933
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	72 004
11	4.2	Испытание объекта	43 152
12	4.3	Оборудование устья скважины	4 248
Итого по испытанию			119 404
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	62 404
Итого по промыслово-геофизическим работам			62 404
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	16 283
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 476
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	31 374
Итого по разделу VI			51 133
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	217 280
Итого по разделу VII			217 280

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	59 996
Итого по разделу VIII			59 996
ИТОГО с накладными и плановыми			1 259 935
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 70 %	800 069
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 16%	82 077
21	9.3	Лабораторные работы 0,15%	1 452
22	9.4	Авиатран спорт	42 417
23	9.5	Транспортировка вахт	10 871
24	9.6	Перевозка вахт до г.Самара	19 574
25	9.7	Услуги связи на период строительства скважины	5 000
26	9.8	Топографо-геодезические работы	6 050
27	9.9	Бурение скважины на воду	23 000
28	9.10	Услуги по отбору и транспортировке керна	31 632
29	9.11	Отчисления на социальное страхование 30%	1 252
Итого прочих затрат и работ			1 023 394
ИТОГО по разделам I-IX			2 281 129
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
29	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	42 706
ИТОГО			2 323 835
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
30	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 644
Итого по подрядным работам			3 644
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			2 323 835
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			393 493 077
НДС 20 %			78 698 615
ВСЕГО с учетом НДС			472 191 692